

ДОСЛІДЖЕННЯ ВПЛИВУ ТЕХНОЛОГІЧНИХ ФАКТОРІВ НА РОЗПОДІЛ ІНТЕНСИВНОСТІ АВАРІЙ СВЕРДЛОВИННОГО ОБЛАДНАННЯ

В. В. Бевз

*ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. +38 0634451990;
e-mail: ngsi-pt@ukr.net*

Розглядається задача підвищення надійності поверхневого обладнання свердловин на етапі вторинних методів видобутку для підвищення експлуатаційної надійності, проблеми якої є ключовими в енергетичній безпеці держави і яка розглядається як комплексна властивість системи нафтогазової промисловості та визначається як здатність не допускати ситуацій, небезпечних для здоров'я людей та навколишнього середовища. Мета дослідження формується як пошук загальних закономірностей у розробці методів розрахунку локального значення інтенсивності аварій на ділянці колони насосно-компресорних труб, незважаючи на різні їх умови експлуатації. Оцінка ризику реалізована на основі методичного системного підходу, що передбачає процедуру розбиття колони насосно-компресорних труб на характерні ділянки з визначенням очікуваної інтенсивності аварій на кожній із них, із урахуванням кінцевої множини всіх факторів, для кожного з яких визначався набір його можливих значень, які відрізняються за «інтенсивністю» його впливу (що проявляється безпосередньо або посередньо) на питому частоту аварій. Значення факторів впливу задаються якісними показниками, трансформуються у відповідні значення, виражені в оцінкових балах. Розбиття колони насосно-компресорних труб на ділянки здійснюється послідовно і незалежно по кожному з факторів впливу, критерієм для визначення розташування границі чергової ділянки при розбитті колони за кожним фактором є стрибкоподібна зміна його значення. В результаті запропонована методика, розрахунок по якій локальних значень інтенсивності аварій для кожної ділянки колони дає можливість отримати розподіл питомої частоти аварій по довжині колони. Отриману залежність пропонується використати як теоретичну основу для розробки та вдосконалення методів розрахунку інтенсивності аварій під час експлуатації нафтогазового обладнання.

Ключові слова: свердловина, насосно-компресорні труби, аварійні ситуації, фактори впливу, моделювання, надійність, методика розрахунку.

The task of increasing the reliability of well surface equipment at the stage of secondary production methods has been considered to increase operational reliability, the problems of which are key in the energy security of the state and which is considered as a complex property of the oil and gas industry system and is defined as the ability to prevent dangerous situations to human health and the environment. The purpose of the study is to find general patterns in the development of methods for calculating the local value of the intensity of accidents in the section of the pump-compressor pipe column, despite their different operating conditions. The risk assessment has been implemented based on a methodical system approach, which involves the procedure of dividing the tubing string into particular sections 1) with the determination of the expected intensity of accidents in each of them; 2) taking into account the finite set of all factors, for each of which a set of its possible values, which differ according to the "intensity" of its impact (directly or indirectly) on the specific frequency of accidents. Influence factors values are given by qualitative indicators, transformed into corresponding values expressed in evaluation points. The breakdown of the tubing string into sections is carried out sequentially and independently according to each of the influence factors, the criterion for determining the border location of the next section when dividing the column according to each factor is a jump-like change in its value. As a result, the proposed method, the calculation of the local values of accident intensity for each section of the column, makes it possible to obtain the distribution of the specific accident frequency along the length of the string. The obtained dependence has been proposed to be used as a theoretical basis for developing and improving methods for calculating the intensity of accidents during the operation of oil and gas equipment.

Key words: well, tubing string, emergencies, influencing factors, modeling, reliability, calculation method.

Вступ

Видобуток нафти за допомогою штангових насосних установок – найпоширеніший в Україні і світі. Аналіз численних конструкцій стан-

ків-качалок [1, 2] показує, що їх основними недоліками є: нерівномірність роботи привода, що виникають у стрибках зусиль, які створюються при зворотньо-поступальному перемі-

щенні глибинного обладнання, що призводить до збільшення потужності двигуна; велика металоемність конструкції; неможливість точного балансування всього станка-гойдалки при експлуатації свердловин при різній продуктивності [3].

Проблеми безпеки об'єктів нафтової промисловості є ключовими в енергетичній безпеці, особливо в таких аспектах [4, 5]:

- Екологічна безпека, що визначається як захищеність від: надмірного забруднення навколишнього середовища шкідливими речовинами та випромінюваннями; деградації ґрунтів, ландшафтів; погіршення стану біосфери; негативних впливів на верхні шари земної кори під час видобування корисних копалин.

- Виробнича безпека, що характеризує захищеність від порушень технічних систем аварій, катастроф, викликаних або супроводжуваних пожежами, вибухами, викидами шкідливих речовин і т.д., а також невиконанням норм та правил технічної безпеки.

- Технологічна безпека, розглядається як захист від таких загроз: зниження технічного рівня виробництва, масове зберігання застарілої техніки, несприйняття економікою інновацій, надмірна залежність від закордонних технологій та обладнання, зниження рівня науково-дослідних та досвідно-конструкторських робіт.

- Основними загрозами проти стихійної безпеки є невиконання відповідних вимог при розміщенні, будівництві та експлуатації виробничих та житлових об'єктів, низька достовірність прогнозування стихійних лих, неготовність населення та невідповідність спецслужб до природних катаклізмів та подолання їх наслідків.

- Сировинна безпека характеризує захищеність від дефіциту різних видів сировини та матеріалів, від порушень їх зовнішнього постачання, від низької ефективності використання у народному господарстві, незначного рівня самозабезпечення країни та регіонів загалом.

Безпека розглядається як комплексна властивість надійності об'єкта [6, 7] (системи) нафтогазової промисловості та визначається як його здатність не допускати ситуацій, небезпечних для людей та навколишнього середовища.

За часом процесу відмов можуть бути несподіваними або поступовими [8]. Основним загальноприйнятим показником безпеки є ризик. Розрізняють такі види ризику: індивідуальний, технічний, екологічний, соціальний, економічний.

Технічний ризик характеризується небезпекою виникнення аварій на виробничих об'єктах [9]. При проектуванні та експлуатації нафтогазового обладнання насамперед треба зважати на технічні ризики. Технічні ризики є предметом дослідження теорії надійності та асоціюються з безвідмовністю, ресурсом та працездатністю як одиничними властивостями надійності та безпеки. Теоретичні дослідження виникнення технічного ризику при експлуатації нафтогазового обладнання до цього часу проводилась мало [10], що робить актуальним розробку математичної моделі процесу їх виникнення і, зокрема, виведення формули для розрахунку локального значення інтенсивності аварій на ділянці колони НКТ.

Постановка задачі

Аналіз останніх досліджень [7, 9, 11] та публікацій, присвячених виникненню технічного ризику при експлуатації нафтогазового обладнання, свідчить про їх вузькоспрямований уособлений характер. Існуючі методи розрахунку локального значення інтенсивності аварій досить складні та мають обмежене застосування, що не дає змоги представити результати таких досліджень в узагальненій, зручній для використання формі.

На сьогодні порівняльний аналіз відомих методів розрахунку локального значення інтенсивності аварій не проведено. Відсутня інформація про вплив конструкцій нафтогазового обладнання, зокрема колони НКТ, на можливість застосування окремих методів.

Постановка проблеми, аналіз раніше проведених досліджень та виділення не вирішених до цього часу завдань дозволили сформулювати мету дослідження, як пошук загальних закономірностей у розробці методів розрахунку локального значення інтенсивності аварій на ділянці колони НКТ, незважаючи на різні їх умови експлуатації, типи технологічного процесу, який реалізується, та інші фактори.

Дослідження

Як правило, аналіз ризику розглядається як складова частина комплексу підходу до прийняття рішень та програм із попередження та зменшення небезпеки для життя людини та для погіршення якості навколишнього середовища [12].

Нормальна робота свердловин порушується з різних причин і призводить або до повного припинення роботи експлуатаційного обладнання, або до поступової заміни (відхилення від встановленої норми) його параметрів, тобто

нештатного його функціонування. Насосна установка виходить з ладу через виникнення повних аварійних відмов, що зумовлює необхідність проведення підземних ремонтних робіт із заміни ушкоджених елементів, а, отже, і втрати видобутку нафти внаслідок простою свердловини. При повних відмовах відбувається: обрив по корпусу вузлів ШГНУ і колони НКТ у процесі експлуатації та спуско-підіймальних операціях; відгинання штанг, колони НКТ, що призводить до падіння на вибій свердловини як окремих елементів установки, так і всієї підземної частини ШГНУ. Останнє вимагає проведення довготривалих ловильних робіт.

Умови роботи НКТ досить важкі: труби, окрім постійного навантаження від власної ваги колони, додатково отримують змінне навантаження: вагу стовпа рідини під час руху плунжера вниз, сили тертя плунжера до стінок робочого циліндра і штанг до стінок труб. Окрім цього, колона труб повинна витримати додаткове навантаження – вагу штанг у випадку обриву. Також вони зазнають згину при викривленні свердловини і впливу корозійного середовища. Велике навантаження на труби – змінне напруження (розтяг-стискання), що сприяє послабленню різьбових з'єднань, змінне згинаюче напруження, яке може призвести до втрати стійкості нижньої частини колони, стирання труб штангами, послаблення різьбових з'єднань – може стати причиною розгвинчування труб у свердловині або їх обриву. В результаті частина (або вся колона) труб може впасти на вибій свердловини, що потребуватиме проведення довготривалих ловильних робіт. Зношення труб обумовлене двома факторами: циклічним прикладанням навантаження від ваги стовпа рідини і повздовжнім згином нижньої частини колони труб. У результаті труби зношуються як з внутрішнього боку (внаслідок дотику до штанг), так і з зовнішньої (внаслідок контактування з експлуатаційною колоною). Великий вплив на інтенсивність зношення труб має склад рідини, що видобувається. Так, при видобуванні безводної нафти забезпечується хороше змащування і процес зношення сповільнюється; при видобутку нафти з мінералізованою водою й абразивними частинками – прискорюється. Тертя, що виникає в результаті дотиків до НКТ зі штангами й експлуатаційною колоною, збільшує напруження, призводить до збільшення споживання енергії.

Найбільш частою неполадкою в НКТ є втрата герметичності різьбових з'єднань. Порушення герметичності призводить до втрати

обсягів добування нафти та потребує виконання складних високовартісних ремонтних робіт. Герметичність, насамперед, залежить від властивостей рідини, що видобувається. При дослідженні свердловин виявилось, що у процесі відкачування чистої нафти середньої в'язкості втрати абсолютно відсутні. Але як тільки нафту замінять на воду, труби починають текти. При експлуатації газових та газоконденсатних свердловин із високим пластовим тиском найбільш характерні витікання в різьбовому з'єднанні верхньої частини колони, де створюються великі перепади тиску між затрубним і гирловим тисками. Крім цього, на герметичність труб впливає величина крутного моменту, який розвивається при кріпленні різьбових з'єднань. Недостатня величина крутного моменту сприяє виникненню витікань. Завеликий крутний момент викликає попередній знос різьби. Велике значення надають чистоті різьби та хорошему змащуванню. Мащення повинне містити антифрикційні компоненти. Не можна допускати згвинчування НКТ без змащування, оскільки це призводить до передчасного зносу різьби. На рис. 1 наведені у вигляді гістограми результати статистичного аналізу аварій на свердловинах.

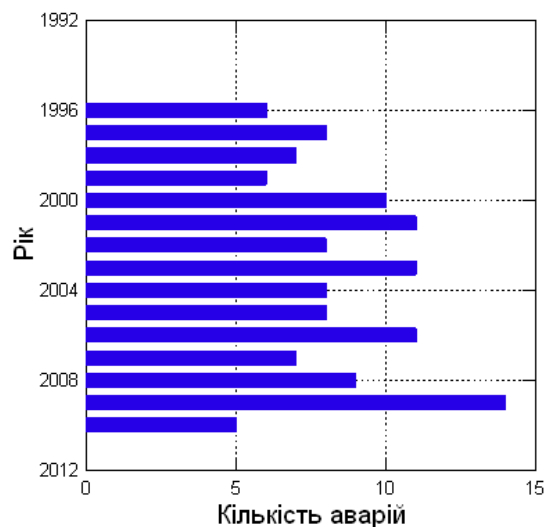


Рисунок 1 – Гістограма аварій на свердловинах по НГВУ «Надвірнанафтогаз»

Механізм оцінки ризику може бути реалізований на основі методичного підходу, що передбачає процедуру розбиття колони НКТ на характерні ділянки з визначенням очікуваної інтенсивності аварій на кожній із них, із урахуванням кінцевої множини факторів, що впливають на значення $\gamma(t)$. Із аналізу статистичних даних було виведено 12 груп факторів впливу (ФВ) із диференціацією відносних внесків цих груп у спільний масив аварій, що вира-

ховуються за допомогою вагових коефіцієнтів p_i , $i=1...12$ (див. табл. 1), які корелюють з частками причин аварій НКТ, що відображаються в статистичних даних (при визначенні p_i намагались досягнути приблизної рівності співвідношення між частками основних причин у статистичних даних відношенням (відповідним ваговим коефіцієнтам групи ФВ [9]).

Таблиця 1 – Внесок різних факторів впливу в загальну інтенсивність аварій НКТ

Позначення та найменування групи факторів		Частина групи, p_i , %
1	Зовнішні антропогенні механічні взаємодії	12
2	Підземна корозія	12
3	Стрес корозія	10
4	Атмосферна корозія	2
5	Внутрішня корозія	3
6	Виробничі фактори	10
7	Якість монтажних робіт	18
8	Випробування колони труб	3
9	Конструктивно-технологічні фактори	7
10	Природні фактори та взаємодії	7
11	Рівень технологічної експлуатації	7
12	Відмови та аварії, що мали місце в минулому	9

Відносний внесок фактора F_{ij} всередині своєї групи в зміну γ на розглядуваній ділянці НКТ враховується з допомогою вагового коефіцієнту q_{ij} . ФВ або характеристики, що їх визначають, можна представити у вигляді неперервних або дискретних та випадкових величин, кожна з яких має відповідну шкалу якісних або кількісних значень, що відображають можливий діапазон зміни даного ФВ. Отже, для кожного дискретного ФВ можна визначити набір його можливих значень, які відрізняються за інтенсивністю впливу, що проявляється безпосередньо або посередньо, на питому частоту (γ) аварій. Значення ФВ, що задаються якісними (а не кількісними) показниками, трансформуються у відповідні бальні значення.

Колону НКТ розбивають на ділянки послідовно і незалежно по кожному ФВ. Критерієм для визначення місця розташування границі чергової ділянки при розбиванні колони за фак-

тором F_{ij} є досить помітна (можливо стрибкоподібна) зміна його значення. Величина «стрибка», що обирається для даного ФВ, визначає довжини (в загальному випадку різні) та кількість ділянок i , як наслідок, точність оцінки ризику. Кожне наступне розбиття по наступному ФВ буде збільшувати загальну кількість ділянок, причому їх границі можуть співпадати з границями, встановленими в ході попередніх процедур розбиття за іншими ФВ.

Для розрахунку загальної кількості ділянок, що отримуються після завершення процесу розбиття колони по всіх ФВ, пропонується формула:

$$N = N_i + \sum_{m=2}^M (N_m - 1) - \sum_{e=1}^E (e \cdot c^{(e)}), \quad (1)$$

де N – загальна кількість ділянок колони;

N_m – кількість ділянок по всій колоні, отриманих при розбитті за фактором F_m , де $m = i \cdot j$;

$M = i \cdot j$ – загальна кількість ФВ, вибраних для аналізу;

e – ціле число, що характеризує «ступінь» збігу границь ділянок, які відповідають різним ФВ ($e = 1$ – одинарний збіг границь (1-го ступеня), при цьому співпадуть границі, що відповідають двом ФВ; $e = 2$ – подвійний збіг границь (2-го ступеня), при цьому співпадають границі, що відповідають 3-у ФВ і т.д.);

$E = M - 1$ – максимально можливий «ступінь» збігу границь;

$c^{(e)}$ – кількість збігів границь e -го ступеня.

Залежно від сукупності конкретних значень різних ФВ, що мають місце на розглядуваній ділянці колони, інтенсивність аварій на ній буде тією чи іншою мірою відрізнятися від середньої по галузі (γ_{cp} , аварій/(1000 м·год)).

Суть пропонованої методики полягає в тому, що на кожній ділянці колони визначається значення інтегрального коефіцієнту впливу ($k_{вл}$), котрий показує, у скільки разів локальна інтенсивність аварій, розрахована як добуток двох коефіцієнтів впливу (КВ): локального ($k_{лок}$) та «діаметрального» (k_D), відрізняється від γ_{cp} . Тобто локальна інтенсивність аварій на n -ій ділянці колони може бути виражена як:

$$\gamma_n = \gamma_{cp} \cdot (k_{лок} \cdot k_D). \quad (2)$$

Коефіцієнт впливу (k_D) названий «діаметральним», коректує γ_{cp} залежно від діаметру аналізованої колони:

$$k_D = \frac{\gamma_{cp}^{(D)}}{\gamma_{cp}}, \quad (3)$$

де $\gamma_{cp}^{(D)}$ – середньостатистична інтенсивність аварій НКТ із діаметром D .

Локальний КВ ($k_{лок}$) враховує спільний вплив на інтенсивність аварій усіх конкретних місцевих ФВ, що діють на аналізованій ділянці колони і для свого розрахунку вимагає розроблення спеціальної бальної системи, в яку кожному значенню f_{ijs} кожного фактору F_{ij} ставиться у відповідність визначене, призначене на основі експертної оцінки, кількість балів B_{ijs} (за 10-ти бальною шкалою), що вказує на інтенсивність його впливу:

$$B_{ijs} = \varphi_{ij}(f_{ijs}), \quad (4)$$

де φ_{ij} – функція дискретного або неперервного аргументу, що задається експертом для кожного ФВ F_{ij} .

При розгляді конкретної ділянки колони визначається значення кожного ФВ та відповідна їй кількість балів. Сума всіх бальних оцінок (БО) факторів дає сумарну фактичну БО ділянки (чисельник у формулі (5)), а її відношення до БО $B_{сеп}$ деякої середньої ділянки дає значення локального КВ:

$$k_{лок} = \frac{\sum_{i=1}^I \sum_{j=1}^{J(i)} p_i \cdot q_{ij} \cdot B_{ij}}{B_{сеп}}, \quad (5)$$

де B_{ij} – БО фактора F_{ij} ;

p_i – частка i -ої групи ФВ;

q_{ij} – частка j -го ФВ i -ої групи;

$B_{сеп}$ – БО середньостатистичної ділянки колони. $B_{сеп}$ – отримують на основі визначення середніх значень $f_{ij}^{(сеп)}$ кожного ФВ та відповідного їм БО $B_{ij}^{(сеп)}$ за тією ж 10-бальною шкалою та розраховується за формулою:

$$\sum_{i=1}^I \sum_{j=1}^{J(i)} p_i \cdot q_{ij} \cdot B_{ij}^{(-p)}. \quad (6)$$

Чіткий розрахунок середніх значень кожного ФВ можливий за наявності даних про відносну довжину ділянок (їх частки від загальної протяжності колони), на яких спостерігаються різні значення розглядуваних ФВ. Наприклад, якщо фактор F_{ij} має S дискретних значень $\{f_{ij1}, \dots, f_{ijs}, \dots, f_{ijs}\}$, причому загальні протяжності ділянок НКТ, на яких діють ці значення, що

складають $L_{ij1}, \dots, L_{ijs}, \dots, L_{ijs}$, відповідно, то середнє значення даного ФВ можна розрахувати за формулою:

$$f_{ij}^{(сеп)} = \sum_{s=1}^S f_{ijs} \cdot \frac{L_{ijs}}{L_0}, \quad (7)$$

де L_0 – загальна протяжність колони НКТ. Відповідна БО середнього значення (БОСЗ) у 10-бальній шкалі для випадку лінійної функції $B_{ij} = \varphi_{ij}(f_{ij})$ може бути розрахована таким чином:

$$B_{ij}^{(сеп)} = \frac{10 \cdot f_{ij}^{(сеп)}}{f_{ijs}}, \quad (8)$$

де f_{ijs} – максимальне значення ФВ, якому відповідає 10 балів. В іншому випадку БОСЗ розраховується за відповідним виразом функції $B_{ij} = \varphi_{ij}(f_{ij})$. Якщо можливі не кількісні фактори впливу, а якісні, то БОСЗ ФВ розраховується за формулою (8), в яку замість значень f_{ijs} підставляються їх БО B_{ijs} . Визначивши таким чином БОСЗ всіх ФВ, можна розрахувати сумарну БО середньостатистичної ділянки НКТ за формулою (9).

Кінцева формула для розрахунку локального значення інтенсивності аварій на n -ій ділянці колони має вигляд:

$$\gamma_{II} = \gamma_{cp} \cdot k_{пер} \cdot k_D \cdot \frac{\sum_{i=1}^I \sum_{j=1}^{J(i)} p_i \cdot q_{ij} \cdot B_{ij}}{\sum_{i=1}^I \sum_{j=1}^{J(i)} p_i \cdot q_{ij} \cdot B_{ij}^{(сеп)}}. \quad (9)$$

Розрахунок за (9) локальних значень інтенсивності аварій для кожної ділянки колони дає можливість отримати розподіл питомої частоти аварій по довжині колони $\gamma_{II}(x)$ (рис. 2).

Тут $\gamma_{Dрег}^{(cp)}$ – середня інтенсивність аварій на колоні діаметром D . Ширина сходинок визначається довжиною ділянок, отриманих при розбитті колони (рис. 2).

Розраховані значення γ_{II} можуть безпосередньо використовуватись для розрахунку ризику в межах даної (n -ої) ділянки колони як питома статистична ймовірність виникнення аварій на цій ділянці.

Висновок

Отримана аналітична залежність є теоретичною основою для наступної розробки та вдосконалення методів розрахунку локального значення інтенсивності аварій під час експлуатації нафтогазового обладнання.

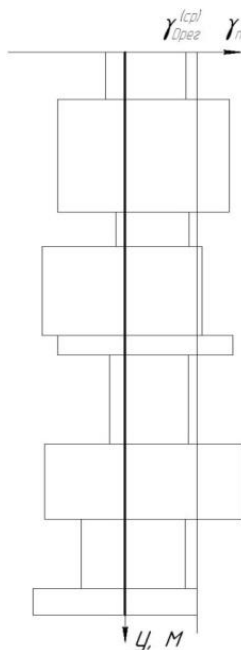


Рисунок 2 – Розподіл інтенсивності аварій вздовж колони

Література

1. Молчанов А.Г., Чичеров Л. Г. Нефтепромысловые машины и механизмы. М.: Недра, 1983. 308 с.
2. Наследников С. В. Дослідження кінематики удосконаленої конструкції устаткування для видобування нафти. *Матеріали Міжнародної науково-технічної конференції «Проблеми і перспективи транспортування нафти і газу»*; Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу. Івано-Франківськ. 15-18 травня 2012. С. 172-175.
3. Вирновский А. С. Теория и практика глубиннонасосной добычи нефти. Избранные труды. М.: Недра, 1971. С. 184.
4. Шульга В.Г., Бусленко Е. И. Устьевое оборудование нефтяных и газовых скважин: Справочная книга. М.: Недра, 1978. 235 с.
5. Бойко В. С. Розробка та експлуатація нафтових родовищ. К.: Реал Прінт, 2004. 695 с.
6. UA 50094A МПК E21B17/02. З'єднання сталеві головки з полімерно-композиційним тілом насосної штанги / Крижанівський Є.І., Копей Б.В., Стеліга І.І., Копей В.Б. 15.10.2002, Бюл. № 10, 2002.
7. Грудз В. Я., Наследников С.В. Свердловинне устаткування для виробки запасів вуглеводнів і методика його розрахунків. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2011. № 1(38). С. 12-16.

8. Mannan M., Pfenning Dw., Zinn D. Rick – analysis procedures ensure system safety. *Oil and Gas* Jun 3, 1991. Vol.8 9. No 22. P.83 – 87.
9. Kopey B., Kopey V. Cost analysis of fiberglass sucker rods. *13th International Scient.-Techn. Confer. "New methods and technologies in petroleum geology, drilling and reservoir engineering"*, Cracow, 20-21 June, 2002. vol. 2, P. 31-36.
10. Kopey B.V., Kopey I.B., Maksymuk A.V., Shcherbina N.M. Development of steel head joints with fiberglass sucker rod on the base of contact stresses investigation. *Int. Symp. Fatigue Design-1998*, Espoo, Finland, 26-29 May, 1998, Vol. II, P. 603-612.
11. Moyer M. C., Dale B. A., Kusenberger F.N. An automated tool-joint inspection device for the drillstring. *J. of Petroleum Technology*, 1984, Vol. 36, No 7. P. 982-986.
12. Peterson G., Mansholt F. Erforschungen mit Bohrstangen bei ubertiefe Bohrungen. *Erdol und Kole Erdgas, Prtrochemie*. 1969. No 8. P. 455-459.

References

1. Molchanov A. G., Chicherov L. G. Neftepromyislovyye mashiny i mehanizmy. M.: Nedra, 1983. 308 p. [in Russian]
2. Nasliednikov S. V. Dosliidzhennia kinematyky udoskonalenoї konstruksii ustatkuvannia dlia vydobuvannia nafty. *Materialy Mizhnarodnoi naukovo-tekhnichnoi konferentsii «Problemy i perspektyvy transportuvannia nafty i hazu»*; Ivano-Frankivskyi natsionalnyi tekhnichniy universytet nafty i hazu. Ivano-Frankivsk. 15-18 travnia 2012. P. 172-175. [in Ukrainian]
3. Virnovskiy A. S. Teoriya i praktika glubinnonasosnoy dobyichi nefli. Izbrannyye trudy. M.: Nedra, 1971. P. 184. [in Russian]
4. Shulga V.G., Buslenko E. I. Ustevoe oborudovanie neftyanyih i gazovyih skvazhin: Spravochnaya kniga. M.: Nedra, 1978. 235 p. [in Russian]
5. Boiko V. S. Rozrobka ta ekspluatatsiia naftovykh rodovyshch. K.: Real Print, 2004. 695 p. [in Ukrainian]
6. UA 50094A МПК E21V17/02. Ziednannia stalevoi holovky z polimerno-kompozytsiinym tilom nasosnoi shtanhy / Kryzhanivskiy Ye.I., Kopei B.V., Steliha I.I., Kopei V.B. 15.10.2002, Biul. No 10, 2002. [in Ukrainian]
7. Hrudz V. Ya., Nasliednikov S.V. Sverdlovyne ustatkuvannia dlia vyrobky zapasiv vuhlevodniv i metodyka yoho rozrakhunkiv. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch*. 2011. No 1(38). P. 12-16. [in Ukrainian]

8. Mannan M., Pfenning Dw., Zinn D. Rick – analysis procedures ensure system safety. *Oil and Gas* Jun 3, 1991. Vol.8 9. No 22. P.83 – 87.

9. Kopey B., Kopey V. Cost analysis of fiberglass sucker rods. *13th International Scient.-Techn. Confer. "New methods and technologies in petroleum geology, drilling and reservoir engineering"*, Cracow, 20-21 June, 2002. Vol. 2, P. 31-36.

10. Kopey B.V., Kopey I.B., Maksymuk A.V., Shcherbyna N.M. Development of steel head joints with fiberglass sucker rod on the base of contact stresses investigation. *Int. Symp. Fatigue Design-1998*, Espoo, Finland, 26-29 May, 1998, Vol. II, P. 603-612.

11. Moyer M. C., Dale B. A., Kusenberger F.N. An automated tool-joint inspection device for the drillstring. *J. of Petroleum Technology*, 1984, Vol. 36, No 7. P. 982-986.

12. Peterson G., Mansholt F. Erforschungen mit Bohrstangen bei ubertiefe Bohrungen. *Erdol und Kole Erdgas, Prtrochemie*. 1969. No 8. P. 455-459.